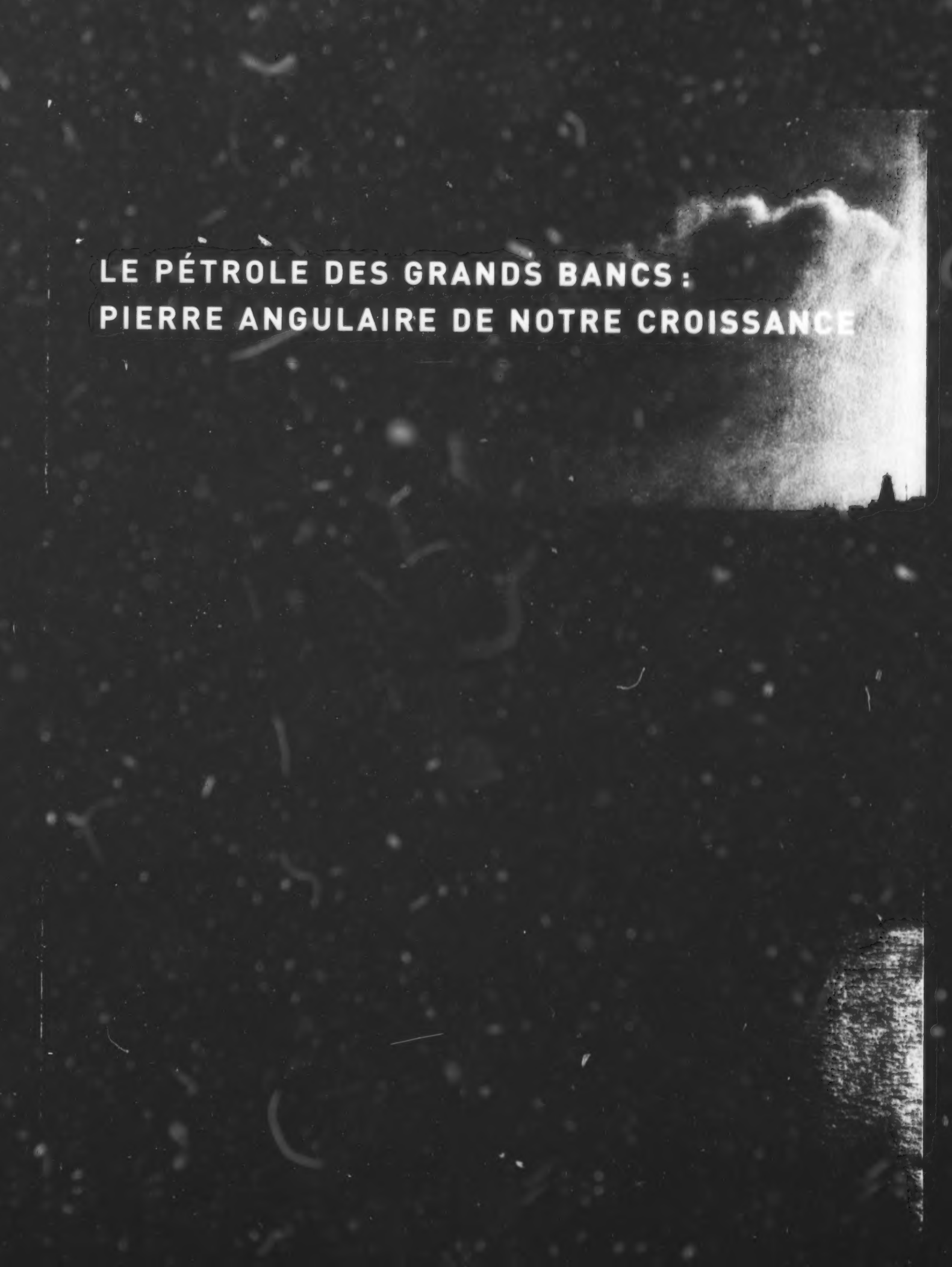
LE PÉTROLE DES GRANDS BANCS : PIERRE ANGULAIRE DE NOTRE CROISSANCE



COUP D'ŒIL SUR LES ACTIVITÉS PRINCIPALES

Petro-Canada est une importante société pétrolière et gazière et un chef de file de l'industrie pétrolière au Canada. Notre portefeuille d'activités porte à la fois sur le secteur d'amont et le secteur d'aval de l'industrie.

Description des activités

- Exploration, mise en valeur, production et commercialisation reliées au pétrole extracôtier
- Participation de 20 % dans le champ producteur Hibernia
- Participation de 29 % dans le projet de mise en valeur pétrolière Terra Nova
- Participations considérables dans d'autres découvertes importantes, y compris White Rose (17,5 %) et Hebron/Ben Nevis (23,9 %), ainsi que dans des périmètres d'exploration substantiels

Stratégie

- Établir une base durable de production de pétrole léger d'au moins 70 000 barils par jour d'ici 2005 et la soutenir grâce à la mise en valeur continue d'autres champs

Réalisations en 1999

- Production moyenne à Hibernia de 20 000 barils par jour revenant à Petro-Canada (30 000 barils par jour en novembre et en décembre)
- Révision des réserves finales d'Hibernia, qui s'établissent maintenant à 730 millions de barils, par rapport à 615 millions de barils
- Achèvement des « entonnoirs » sous-marins au champ Terra Nova, début du forage préparatoire et progrès de la construction du navire et de la superstructure
- Forage de cinq puits de délimitation, dont trois à White Rose et deux à Hebron/Ben Nevis
- Obtention de nouveaux périmètres d'exploration dans le bassin Flemish Pass

Plans pour 2000

- Porter la quote-part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada à 27 000 barils par jour
- Forer des puits additionnels à Hibernia, dont les premiers dans la formation Avalon
- Faire progresser Terra Nova en vue de sa mise en production
- Forer au moins quatre puits d'exploration ou de délimitation
- Entreprendre l'ingénierie et la conception en vue de la mise en valeur éventuelle de White Rose

Description des activités

- Participation de 12 % dans Syncrude, la plus importante entreprise de mise en valeur de sables pétrolifères du monde
- Participations directes de 25 % à 100 % dans plusieurs concessions de sables pétrolifères *in situ* importantes, y compris une participation directe de 100 % à MacKay River

Stratégie

- Participer à l'agrandissement des mines et des installations de valorisation de Syncrude de façon à porter notre quote-part de la production à plus de 50 000 barils par jour d'ici 2007

Réalisations en 1999

- Obtention d'une quote-part de 26 700 barils par jour de la production record de Syncrude
- Réduction des frais d'exploitation unitaires de Syncrude à 12,83 $ par baril
- Poursuite du forage et de l'évaluation des concessions de sables pétrolifères de MacKay River

Plans pour 2000

- Participer à l'agrandissement de Syncrude de façon à porter notre quote-part de la production à 30 000 barils par jour
- Participer activement à la mise en valeur des vastes ressources en sables pétrolifères du nord de l'Alberta
- Poursuivre l'évaluation des concessions de sables pétrolifères de MacKay River et faire progresser les plans de mise en valeur

Description des activités

- Exploration, production et commercialisation reliées au gaz naturel et aux liquides associés
- Un des plus importants producteurs dans l'ouest du Canada avec des ventes quotidiennes en 1999 de 719 millions de pieds cubes de gaz et de 11 700 barils de liquides de gaz naturel

Stratégie

- Soutenir de façon rentable les activités reliées au gaz naturel de l'ouest du Canada grâce à l'exploration et à la mise en valeur ciblées de nos zones principales, soit les avant-monts de l'Alberta, le centre-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique

Réalisations en 1999

- Stabilité des taux de production de gaz en dépit de ventes nettes et d'une diminution des dépenses en immobilisations
- Ajout de 277 milliards de pieds cubes de réserves de gaz prouvées grâce au forage, ce qui a permis de remplacer 106 % de la production de 1999
- Succès continu de nos activités d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta
- Poursuite de l'aliénation des propriétés pétrolières secondaires

Plans pour 2000

- Continuer de mettre l'accent sur la rentabilité des activités gazières
- Nous appuyer sur les récents succès dans les avant-monts de l'Alberta et intensifier l'exploration dans le nord-est de la Colombie-Britannique
- Mener à bien l'aliénation des propriétés pétrolières secondaires

Description des activités

- Transformation du pétrole brut en produits raffinés dont l'essence, le carburant diesel, le carburéacteur et le bitume
- Capacité de raffinage correspondant à 18 % de celle du Canada pour les marchés intérieurs
- Commercialisation de produits pétroliers raffinés et de services par l'entremise d'un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros
- Deuxième distributeur au Canada avec une part de 17 % du marché des produits raffinés
- Fabrication et commercialisation de lubrifiants spéciaux de grande qualité

Stratégie

- Générer des rendements et une croissance supérieurs en nous appuyant sur nos points forts dans les marchés à créneaux pour le raffinage, en devenant la marque de choix des consommateurs canadiens et en maximisant les ventes de produits spéciaux à marge élevée

Réalisations en 1999

- Utilisation des unités de brut des raffineries portée à 100 % par rapport à 95 % en 1998
- Ventes de 1,4 milliard de litres de bitume, égalant le record établi en 1998
- Augmentation de 4,4 % des ventes totales de produits pétroliers, surpassant la croissance de 1,3 % de la demande sur le marché
- Obtention d'un débit moyen par établissement de ventes au détail de 3,6 millions de litres, le plus élevé parmi l'ensemble des réseaux des pétrolières intégrées nationales
- Accroissement de 8,0 % des ventes totales de lubrifiants, qui ont atteint 725 millions de litres

Plans pour 2000

- Maintenir l'utilisation élevée et améliorer l'accent sur la sécurité, la fiabilité et l'efficience des opérations dans les installations
- Positionner les raffineries de façon à assurer le respect des futurs règlements environnementaux, en particulier ceux relatifs à la reformulation des carburants
- Accroître davantage le débit par établissement de ventes au détail et les revenus non pétroliers
- Accroître davantage les ventes de lubrifiants à marge élevée grâce à l'entente de distribution nord-américaine avec Witco Corp.

PETRO-CANADA OFFRE AUX INVESTISSEURS LE MEILLEUR MOYEN DE TIRER PARTI DE LA MISE EN VALEUR DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES AU LARGE DE TERRE-NEUVE.

GRÂCE À L'INTENSIFICATION DE NOS ACTIVITÉS RELIÉES AU PÉTROLE DES GRANDS BANCS, À NOS POSSIBILITÉS QUANT AUX SABLES PÉTROLIFÈRES ET À NOTRE FORCE DANS LES DOMAINES DU GAZ NATUREL, DU RAFFINAGE, DE LA COMMERCIALISATION ET DES LUBRIFIANTS, NOUS SOMMES PRÊTS À PROFITER D'UNE CROISSANCE RENTABLE AU COURS DE LA PROCHAINE DÉCENNIE.

PAGE À DÉPLIER →

LE *BURIN SEA* EMPRUNTE LE PASSAGE DU PORT DE ST. JOHN'S EN ROUTE VERS LA MER LIBRE, TRANSPORTANT DU MATÉRIEL ET DES FOURNITURES DE FORAGE DESTINÉS AU CHAMP PÉTROLIFÈRE TERRA NOVA

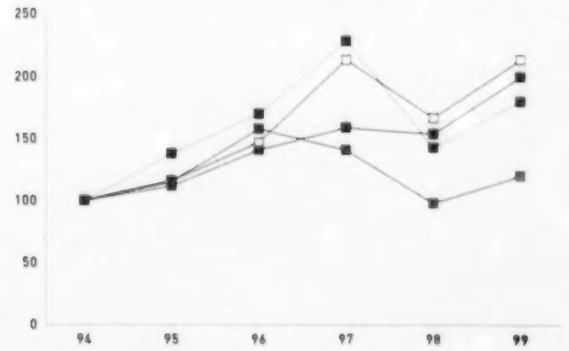
POINTS SAILLANTS

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	1999	1998	1997
RÉSULTATS FINANCIERS			
Bénéfice d'exploitation (en 1998, avant les frais de restructuration)	**236**	130	314
Bénéfice net	**233**	95	306
Rentrées nettes[1]	**964**	830	1 263
Par action ordinaire (en dollars)			
Bénéfice d'exploitation (en 1998, avant les frais de restructuration)	**0,87**	0,48	1,16
Bénéfice net	**0,86**	0,35	1,13
Rentrées nettes	**3,55**	3,06	4,66
Dividendes	**0,34**	0,32	0,26
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 021**	1 116	1 049
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**5,6**	3,0	6,8
Rendement en rentrées nettes du capital utilisé (en pourcentage)	**18,6**	16,3	24,5
Dette	**1 711**	1 829	1 741
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**29,5**	31,7	30,7
Ratio de la dette aux rentrées nettes (fois)	**1,8**	2,2	1,4
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 1998, avant les frais de restructuration)	**5,6**	3,6	6,9
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nette avant redevances (en milliers de barils par jour)	**95,3**	101,1	95,1
Production de gaz naturel, nette avant redevances, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes par jour)	**719**	722	760
Réserves prouvées de pétrole et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nettes avant redevances (en millions de barils)	**476**	476	432
Réserves prouvées de gaz naturel, nettes avant redevances (en billions de pieds cubes)	**2,5**	2,5	2,5
Ventes de produits pétroliers raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)	**51,2**	49,1	48,5
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries[2] (en pourcentage)	**100**	95	103

1 Rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.
2 La capacité nominale quotidienne totale des raffineries est passée de 45,4 milliers de mètres cubes par jour à 49,0 milliers de mètres cubes par jour par suite d'une réévaluation au quatrième trimestre de 1998.

ÉVOLUTION DU COURS DES ACTIONS SUR CINQ ANS

En 1999, les actions de Petro-Canada se sont appréciées de 25,8 %.



(Le 31 décembre 1994 = 100)
Variations du cours de clôture annuel des actions ordinaires de Petro-Canada par rapport à l'indice composé de la bourse de Toronto (TSE 300), au sous-indice des pétrolières intégrées et au sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers.

- Petro-Canada
- Indice TSE 300
- Sous-indice des pétrolières intégrées
- Sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers

À NOS ACTIONNAIRES

Petro-Canada a obtenu des résultats nettement améliorés en 1999, surtout en raison des prix plus élevés des marchandises.

Grâce à des rentrées nettes robustes venant appuyer notre solide situation financière, nous investirons 1,2 milliard $ en 2000 pour renforcer nos activités principales et faire progresser nos occasions de croissance. En même temps, nous nous emploierons à améliorer la compétitivité de nos coûts ainsi que la fiabilité et le rendement financier de notre exploitation.

La confiance des actionnaires dans notre Société n'a pas encore été récompensée de façon appropriée. L'industrie dans son ensemble n'a pas la faveur des investisseurs sur le marché des actions, en dépit des prix des marchandises à la hausse. Cependant, nous devons aussi reconnaître que Petro-Canada n'a pas toujours réalisé le plein potentiel de son remarquable portefeuille d'éléments d'actif et d'occasions afin de créer de la valeur pour les investisseurs.

Petro-Canada entend tenir son engagement et réaliser ce potentiel, grâce à un effort discipliné pour améliorer le rendement et à une démarche d'investissement ciblée pour assurer une croissance rentable.

Amélioration de la conjoncture

Grâce à une hausse spectaculaire des prix du pétrole et à des prix du gaz naturel plus vigoureux, l'industrie pétrolière évoluait dans un contexte nettement amélioré à la fin de 1999. Les prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate sont passés d'un niveau plancher de 11,37 $ US en février à 27,07 $ US en novembre. La hausse des prix a été le principal facteur ayant permis à notre Secteur d'amont d'enregistrer un bénéfice d'exploitation record de 243 millions $, contre 29 millions $ en 1998.

Les prix accrus des marchandises ont eu l'effet contraire dans le Secteur d'aval, faisant monter les coûts des charges d'alimentation et des combustibles. Les efforts pour récupérer les coûts plus élevés ont été mal accueillis sur le marché, d'autant plus que ces coûts – et en conséquence le prix à la pompe – ont continué d'augmenter au cours de l'année. Des efforts de commercialisation fructueux ont fait monter les volumes de ventes. Cependant, des marges de raffinage faibles par rapport aux moyennes historiques et des écarts de prix moindres dans le cas des charges d'alimentation lourdes ont contribué à réduire le bénéfice. Notre Secteur d'aval a affiché un bénéfice d'exploitation de 115 millions $, en baisse par rapport à 204 millions $ pour l'exercice précédent.

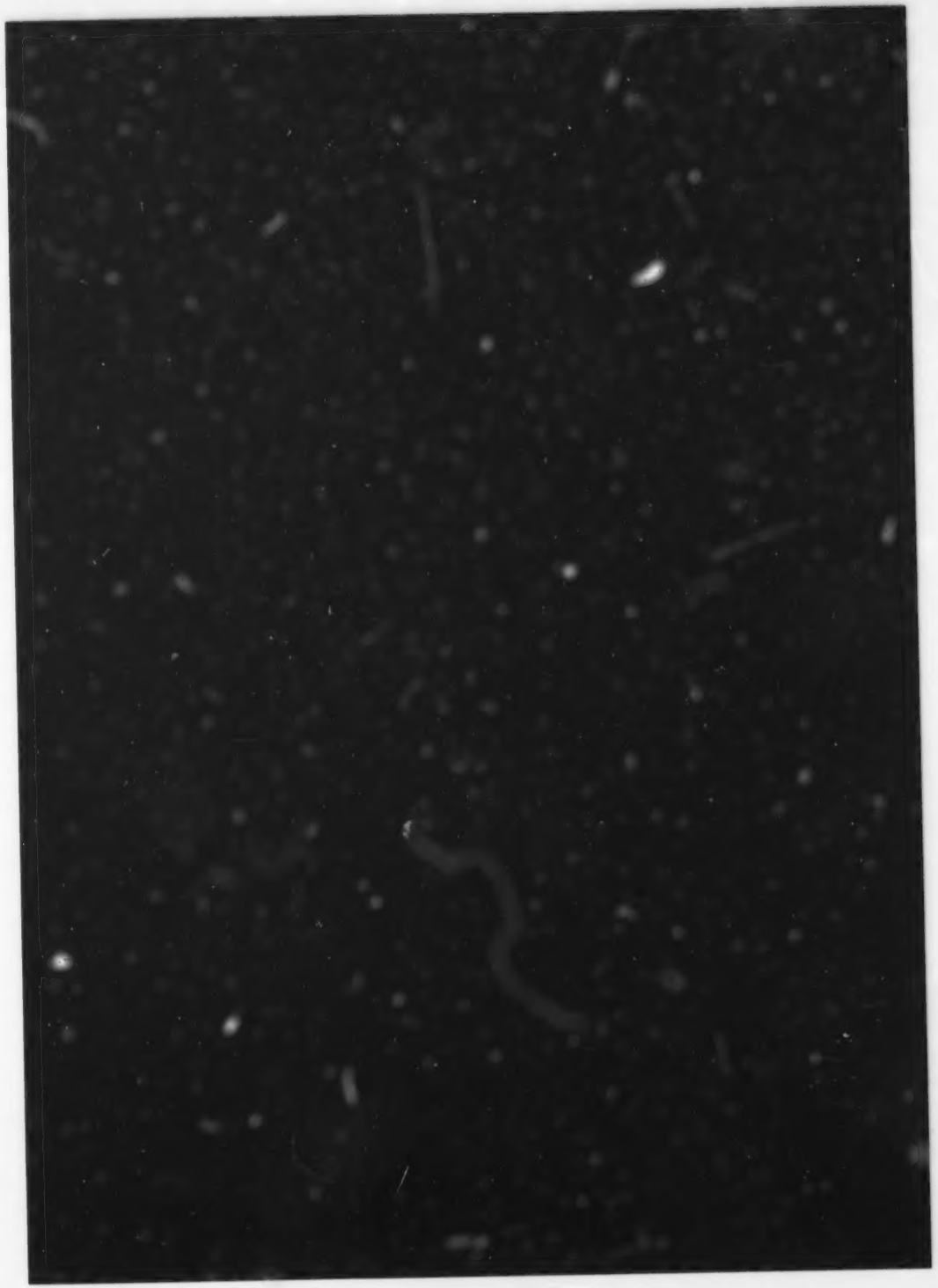
De façon globale, les prix élevés du pétrole et du gaz et l'amélioration des ventes et de la combinaison de produits ont concouru à l'obtention d'un bénéfice net de 233 millions en 1999, en hausse par rapport à 95 millions $ en 1998. Les rentrées nettes se sont chiffrées à 964 millions $, en hausse par rapport à 830 millions $ pour l'exercice précédent.

Compte tenu de notre solide situation financière, de nos rentrées nettes plus élevées et du besoin de nos actionnaires d'obtenir des rendements améliorés, le Conseil d'administration a approuvé une augmentation de 25 % du dividende sur nos actions au quatrième trimestre.

Faits saillants de l'exploitation en 1999

Petro-Canada a continué de renforcer et d'accroître ses activités principales portant sur le pétrole des Grands Bancs, les sables pétrolifères, le gaz naturel et le raffinage et la commercialisation au cours de 1999.

À la fin de l'exercice, le champ pétrolifère Hibernia produisait 150 000 barils par jour, dont 30 000 revenant à Petro-Canada. Durant la première partie de l'exercice, la production a été limitée par des difficultés de démarrage ayant touché les compresseurs de gaz de la plate-forme, mis en service en janvier. Lorsque l'injection de gaz n'est pas disponible, la production de pétrole doit être restreinte et la production de Petro-Canada pour l'exercice a été inférieure à la moyenne prévue, se



Ron Brenneman a été nommé président et chef de la direction le 10 janvier 2000. Il est Canadien et a mené une carrière de 31 ans auprès d'une importante société pétrolière canadienne et internationale. Il fera bénéficier Petro-Canada de sa vision globale et de sa vaste expérience du leadership dans les secteurs d'amont et d'aval ainsi que des services généraux.

chiffrant à 20 000 barils par jour. Cependant, la performance du gisement a été excellente, ce qui nous a incités à hausser de 19 % nos estimations des réserves finales d'Hibernia, qui s'établissent maintenant à 730 millions de barils (dont 146 millions de barils revenant à Petro-Canada).

Les préparatifs se sont poursuivis en vue de la mise en production de Terra Nova, maintenant prévue d'ici le deuxième trimestre de 2001. Les « entonnoirs » servant à protéger les têtes de puits sous-marines ont été achevés, le forage des puits de production a débuté en juillet et la construction du navire de production tire à sa fin. Le forage extracôtier en 1999 a inclus des puits de délimitation encourageants à White Rose et à Hebron/Ben Nevis.

Dans l'ouest du Canada, nous avons remplacé plus que la totalité de notre production de gaz naturel grâce à de nouvelles réserves découvertes par forage et avons maintenu les volumes de production en dépit de la vente de certains éléments d'actif. En particulier, nos activités à Wildcat Hills/Benjamin Creek ont continué d'ajouter des réserves et une production substantielles.

Dans le Secteur d'aval, Petro-Canada a continué d'améliorer sa position sur le marché. Les volumes de ventes de produits raffinés ont augmenté de 4,4 %, dépassant la croissance du marché qui a été de 1,3 %.

En mai, nous avons lancé de nouveaux mélanges d'essence propres contenant notre additif de contrôle des dépôts TACTROL. L'essence SuperNet, les Essences d'hiver et d'autres produits spécialement adaptés aux conditions de conduite canadiennes ont été très bien reçus sur le marché. Notre programme de fidélisation Petro-Points a continué de croître et comptait des membres dans 4,3 millions de foyers à la fin de l'exercice. Le débit par établissement de ventes au détail a augmenté davantage avec la poursuite de l'aménagement d'établissements efficients conformes à notre nouvelle image.

Une approche disciplinée axée sur le rendement

Le rendement et la rentabilité de la Société dans son ensemble seront des questions prioritaires pour la direction dans l'immédiat. Les employés ont amélioré plusieurs facteurs contrôlables en 1999. Les prix obtenus et les frais d'exploitation se sont améliorés pour le gaz naturel, tout comme les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires ainsi que la contribution tirée des produits et services non pétroliers dans le Secteur d'aval. Les frais d'exploitation d'Hibernia et de Syncrude ont diminué et d'autres réductions sont prévues en 2000 et au cours des exercices subséquents.

Ces gains constituent un bon début, mais les résultats et les prévisions globales de Petro-Canada sur le plan des coûts ne sont pas ce qu'ils devraient être. Nous entreprenons au début du présent exercice une analyse détaillée de la structure de coûts de la Société afin de déterminer des possibilités d'amélioration. Nous visons des résultats du premier quartile dans chacun de nos secteurs d'activité.

La fiabilité sera également une préoccupation de premier plan en 2000 et par la suite. L'amélioration de la fiabilité de l'exploitation grâce à la réduction des arrêts imprévus constitue la façon la plus efficace d'accroître nos volumes. Nous croyons que la production d'Hibernia sera plus fiable maintenant que les opérations se stabilisent et nous continuons de mettre l'accent sur la fiabilité des activités du Secteur d'amont dans l'ouest du Canada. Bien que notre Secteur d'aval ait affiché une utilisation de 100 % de sa capacité de traitement de brut en 1999, la fiabilité des unités de transformation qui ajoutent de la valeur n'a pas été aussi excellente. L'amélioration de la fiabilité se traduira par des gains directs sur le plan de la rentabilité.

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Jim Stanford
Président du Conseil d'administration

Accent stratégique

La Société dispose d'éléments d'actif diversifiés dans ses secteurs d'activité principaux. Nous examinerons attentivement la rentabilité et les possibilités de ces éléments d'actif afin de nous assurer que chacun d'eux contribue à notre résultat net global. Petro-Canada dispose également d'occasions futures extraordinaires et de la vigueur financière pour les exploiter. Nous mettrons l'accent sur les occasions qui misent sur nos points forts et sur celles où notre position et nos capacités nous procurent un avantage concurrentiel.

De nombreuses occasions dans le Secteur d'amont ont déjà été ciblées. Les réserves prouvées ne sont comptabilisées qu'une fois le forage de mise en valeur bien amorcé. Cependant, les réserves probables et possibles totales à notre disposition pour la mise en valeur dans les Grands Bancs, dans les sables pétrolifères, dans l'ouest du Canada et à l'échelle internationale se chiffrent à plus d'un milliard et demi de barils, soit plus du double des réserves prouvées figurant dans nos livres.

Le pétrole des Grands Bancs est la pierre angulaire de notre stratégie de croissance. Nous prévoyons que la production quotidienne d'Hibernia s'établira en moyenne à 135 000 barils en 2000 et qu'elle approchera de niveaux stabilisés de 160 000 barils (dont 32 000 barils revenant à Petro-Canada) en 2001. Terra Nova sera mis en service en 2001 et la production à la fin de l'exercice devrait atteindre près de 130 000 barils par jour (dont 37 000 barils revenant à Petro-Canada). Nous avons bon espoir que la poursuite du forage et de l'évaluation économique de White Rose et de Hebron/Ben Nevis confirmera leur attrait comme projets autonomes d'envergure.

Petro-Canada a des participations dans chacune des découvertes de pétrole importantes faites jusqu'à maintenant dans les Grands Bancs. Jusqu'ici, le forage a été concentré dans le bassin Jeanne d'Arc, qui n'est qu'un des bassins potentiels au large de Terre-Neuve. En 2000, nous entreprendrons l'exploration du bassin Flemish Pass, bassin en eau plus profonde faiblement exploré et accessible grâce à la technologie de production actuelle. Nous forerons également de nouvelles zones d'intérêt dans le bassin Jeanne d'Arc.

La croissance proviendra également de nos autres activités principales. Notre accent sur le gaz naturel et les sables pétrolifères dans l'ouest du Canada se précise, avec l'aliénation de la plupart de nos propriétés pétrolières classiques restantes et de notre unité des liquides de gaz naturel au début de 2000. Les dépenses en immobilisations affectées à nos activités classiques de l'ouest du Canada augmenteront de 40 % pour se chiffrer à près de 400 millions $ en 2000, surtout pour l'exploration et la mise en valeur reliées au gaz des avant-monts de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.

Nous élargissons nos horizons en vue de réaliser des ajouts futurs de ressources. Des travaux sismiques ont été entrepris au début de 2000 sur d'importantes propriétés acquises en 1999 dans le delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, et débuteront cet été sur la plate-forme Scotian, au large de la Nouvelle-Écosse. Dans les deux cas, il s'agit de zones d'exploration à risque plus élevé et à plus long terme présentant un bon potentiel. Il faudra d'autres travaux d'exploration fructueux dans le delta du Mackenzie afin de localiser les réserves minimales nécessaires à la construction d'un pipeline qui relierait la région au réseau nord-américain. Puisque les périmètres de la plate-forme Scotian sont à proximité du projet extracôtier de l'île de Sable, mis en service en 1999, l'infrastructure donnant accès au marché américain est déjà en place.

Dans le domaine des sables pétrolifères, l'agrandissement de Syncrude portera notre quote-part de la production de 30 000 barils par jour en 2000 à plus de 50 000 barils par jour d'ici 2007. Nous évaluons activement une occasion *in situ* dans les attrayantes concessions de Petro-Canada à MacKay River, qui pourrait fournir une production initiale de 22 000 barils par jour ou plus.

Nous exploiterons ces occasions dans le Secteur d'amont – et d'autres que nous pourrions cibler au-delà de notre portefeuille actuel – en adoptant une approche mesurée, c'est-à-dire en prenant des risques appropriés tout en visant des rendements supérieurs au coût du capital, quel que soit le projet de développement que nous entreprenons.

Dans le Secteur d'aval, nous continuerons de tirer parti de la force de notre marque et de notre excellent réseau de raffinage et nous mettrons en œuvre des plans pour réaliser le potentiel de notre unité des Lubrifiants. Un important défi au cours des prochaines années sera de préserver notre position concurrentielle et d'améliorer notre structure de coûts tout en trouvant la façon la plus économique de faire les investissements nécessaires pour respecter la nouvelle réglementation sur les carburants.

RÉSERVES TOTALES

Nos importantes réserves procurent une base solide pour la croissance future.

■ Réserves prouvées
(en millions de barils équivalent pétrole)

□ Réserves probables et possibles
(en millions de barils équivalent pétrole)

Notre deuxième quart de siècle

En terminant, nous aimerions souligner l'importante contribution de Tom Kierans durant ses quatre années comme président du Conseil d'administration. M. Kierans a quitté la présidence en janvier 2000 mais demeure administrateur. Nous remercions également Gerry Maier, administrateur d'avril 1995 à janvier 2000, pour l'expérience et la sagesse dont il a fait bénéficier Petro-Canada. Par ailleurs, Wesley Twiss a pris sa retraite en janvier 2000 et cessé d'occuper le poste de vice-président directeur et chef des finances. Nous remercions M. Twiss pour ses 16 années de service et nous accueillons Harry Roberts, notre nouveau vice-président principal et chef des finances, au sein de l'Équipe de leadership de la haute direction. M. Roberts s'est joint à Petro-Canada en 1989 après 15 années dans les secteurs pétrolier et financier et il occupait jusqu'à récemment le poste de vice-président, Finances et planification, et trésorier.

Petro-Canada débute son deuxième quart de siècle en 2000. Nous sommes encouragés par le retour à des données fondamentales plus positives dans notre contexte commercial et enthousiasmés au plus haut point par les occasions extraordinaires qui s'offrent à Petro-Canada. Au moment où nos employés compétents et dévoués célèbrent notre 25e anniversaire, nous réitérons notre engagement à concrétiser notre mission de créer de la valeur pour les actionnaires et des occasions pour notre Société au cours des années à venir.

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Jim Stanford
Président du Conseil d'administration

J'ai eu le privilège d'agir comme président du Conseil d'administration de 1996 à janvier 2000, où j'ai laissé ma place à Jim Stanford, en reconnaissance de l'excellent travail qu'il a accompli comme président et chef de la direction depuis 1993.

Il y a environ un an, M. Stanford a exprimé le désir de prendre sa retraite et le Conseil d'administration a entrepris de lui trouver un successeur. Je suis très heureux que nous ayons pu recruter une personne aux qualifications aussi extraordinaires que Ron Brenneman, qui est devenu président et chef de la direction le 10 janvier 2000. Au cours de sa carrière de 31 ans, il a occupé des rôles de direction dans les secteurs d'amont et d'aval ainsi qu'au sein des services généraux et a acquis une expérience à la fois variée et approfondie. Ayant travaillé à l'étranger et au Canada pour l'une des plus importantes sociétés pétrolières du monde, il apporte à Petro-Canada une perspective plus globale et un riche bagage de connaissances.

Au nom du Conseil d'administration, j'aimerais féliciter et remercier Jim Stanford pour son immense contribution comme président et chef de la direction de Petro-Canada. Ayant joint les rangs de Petro-Canada en 1978, il a pris la barre en janvier 1993 et orchestré un revirement financier spectaculaire. Il a établi une orientation stratégique claire et a ainsi permis à Petro-Canada de gagner le respect du monde des affaires. Grâce à son engagement à investir dans la collectivité et à établir des normes élevées en matière de responsabilité, Petro-Canada est parvenue à se tailler une place de choix au sein de la société canadienne.

Tom Kierans
Administrateur
Président du Conseil d'administration (d'avril 1996 à janvier 2000)

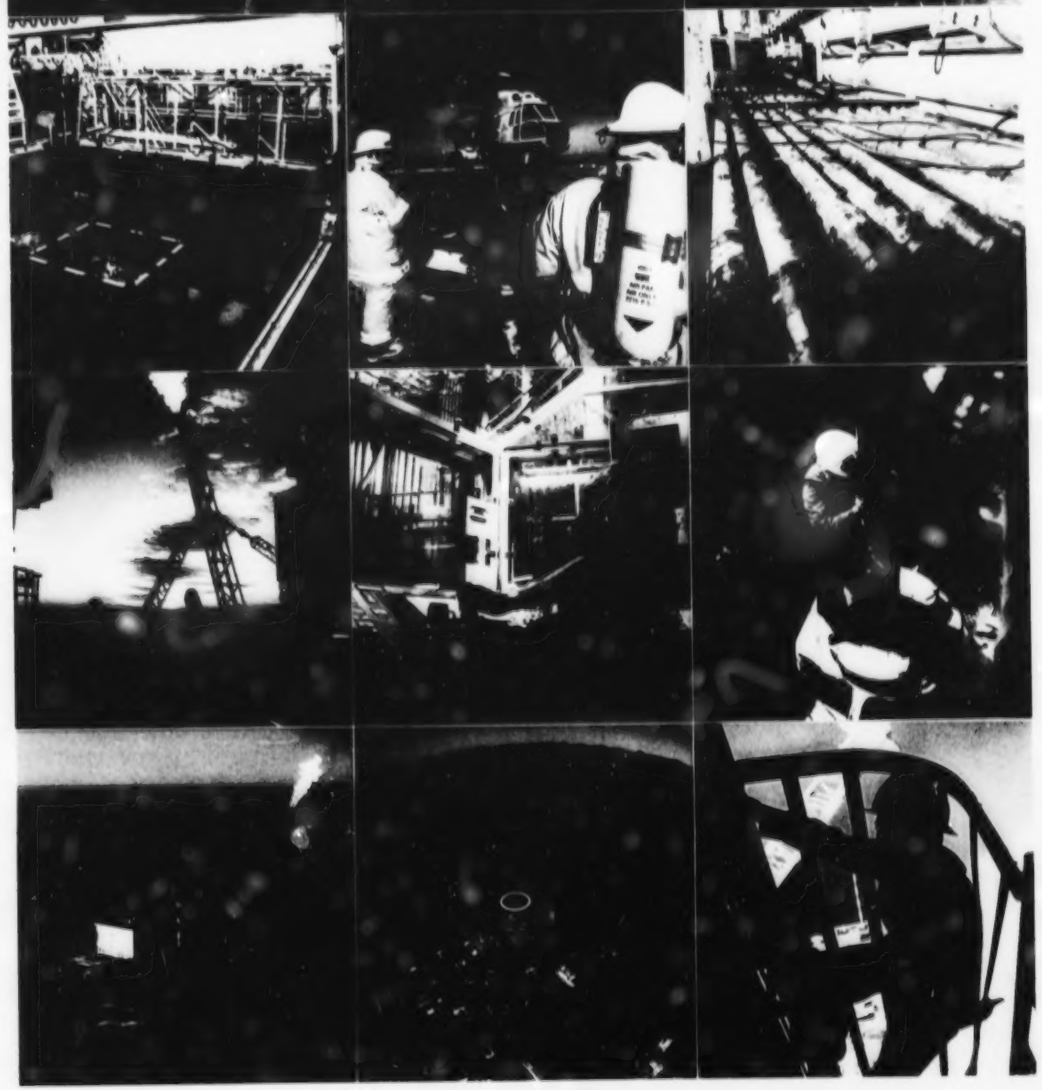
NOUS PRÉVOYONS TIRER UNE PRODUCTION QUI POURRAIT ATTEINDRE 100 000 BARILS DE PÉTROLE PAR JOUR DE LA RÉGION EXTRACÔTIÈRE DE TERRE-NEUVE D'ICI 2005.

Dans le port de St. John's, le *Burin Sea* s'apprête à appareiller pour un autre voyage visant à soutenir les activités de forage au champ Terra Nova, situé à 350 kilomètres. Six puits seront forés cette année et la mise en production est prévue d'ici le troisième trimestre de 2001.

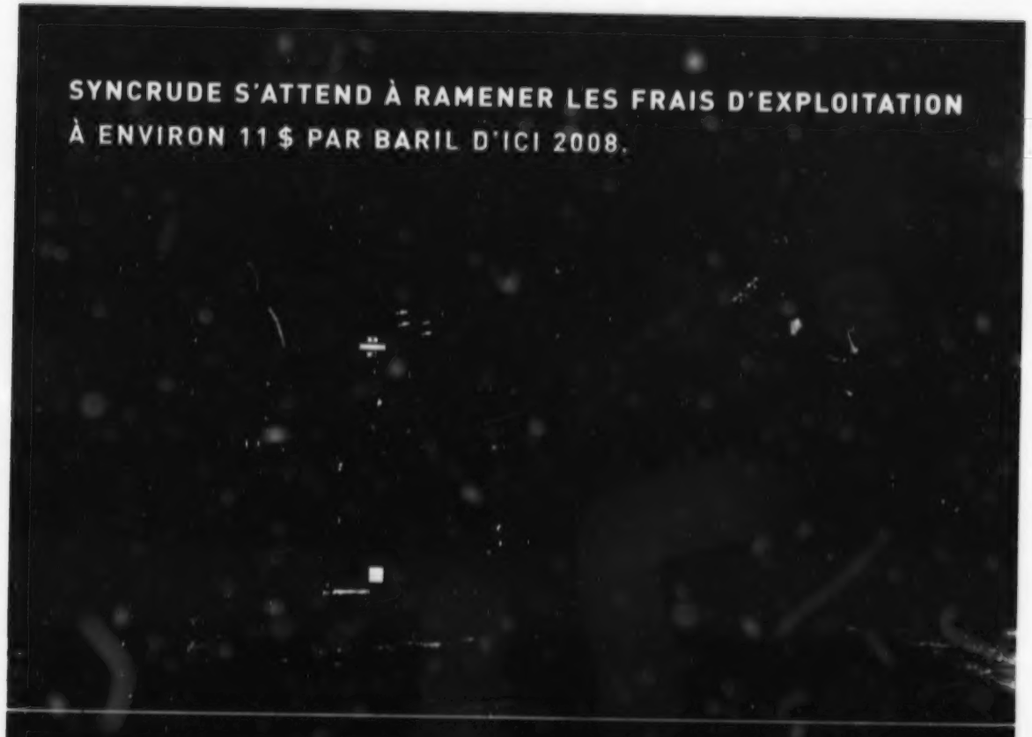
D'ICI LA FIN DE 2001, NOTRE QUOTE-PART DU PÉTROLE D'HIBERNIA ET DE TERRA NOVA DEVRAIT S'ÉLEVER À PRÈS DE 70 000 BARILS PAR JOUR.

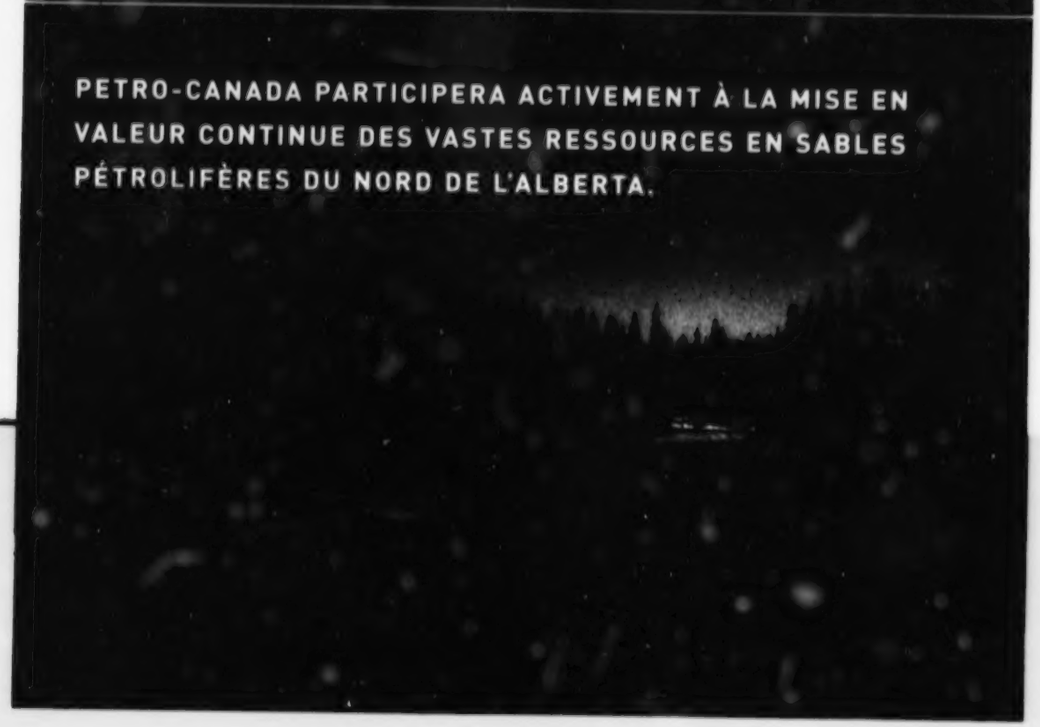
Le navire de production et de stockage de Terra Nova — dont la construction s'achève en Corée du Sud — pourra traiter 140 000 barils de pétrole par jour, stocker 961 000 barils et loger jusqu'à 80 travailleurs.

GRÂCE À DES PARTICIPATIONS DANS CHAQUE DÉCOUVERTE IMPORTANTE DANS LES GRANDS BANCS — ET À L'AJOUT DE PÉRIMÈTRES AU COURS DE CHACUN DES QUATRE DERNIERS EXERCICES — NOUS TRAVAILLONS À DÉTERMINER ET À DÉVELOPPER LES MEILLEURES POSSIBILITÉS EXTRACÔTIÈRES.

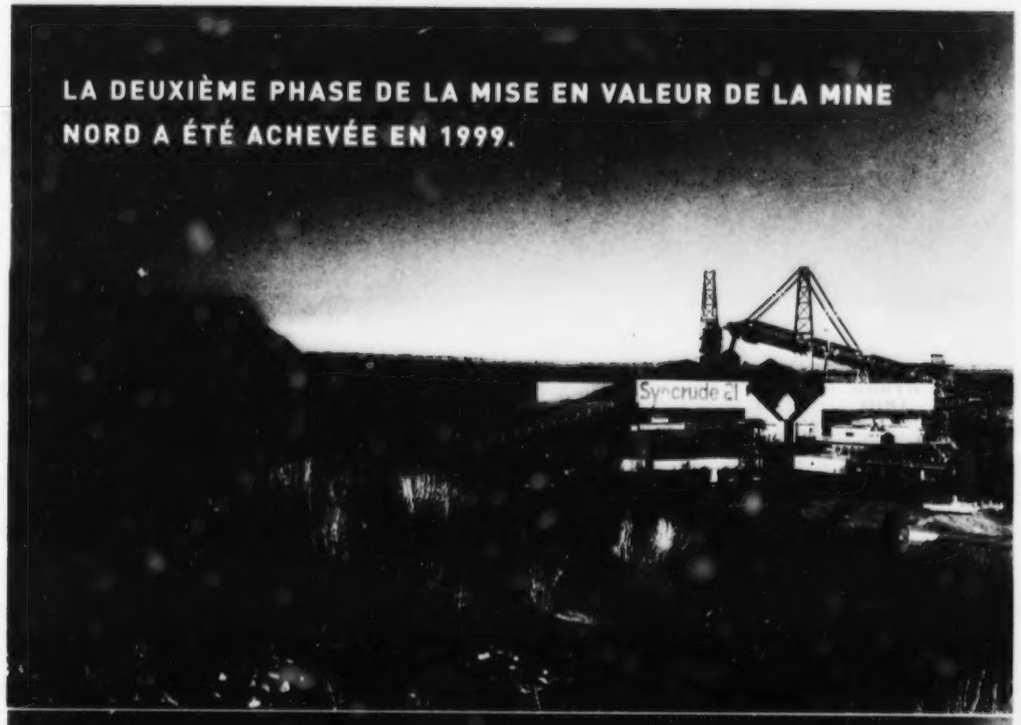


L'AGRANDISSEMENT DE SYNCRUDE
PORTERA NOTRE QUOTE-PART
DU PÉTROLE SYNTHÉTIQUE DE
26 700 BARILS PAR JOUR À PLUS DE
50 000 BARILS PAR JOUR D'ICI 2007.



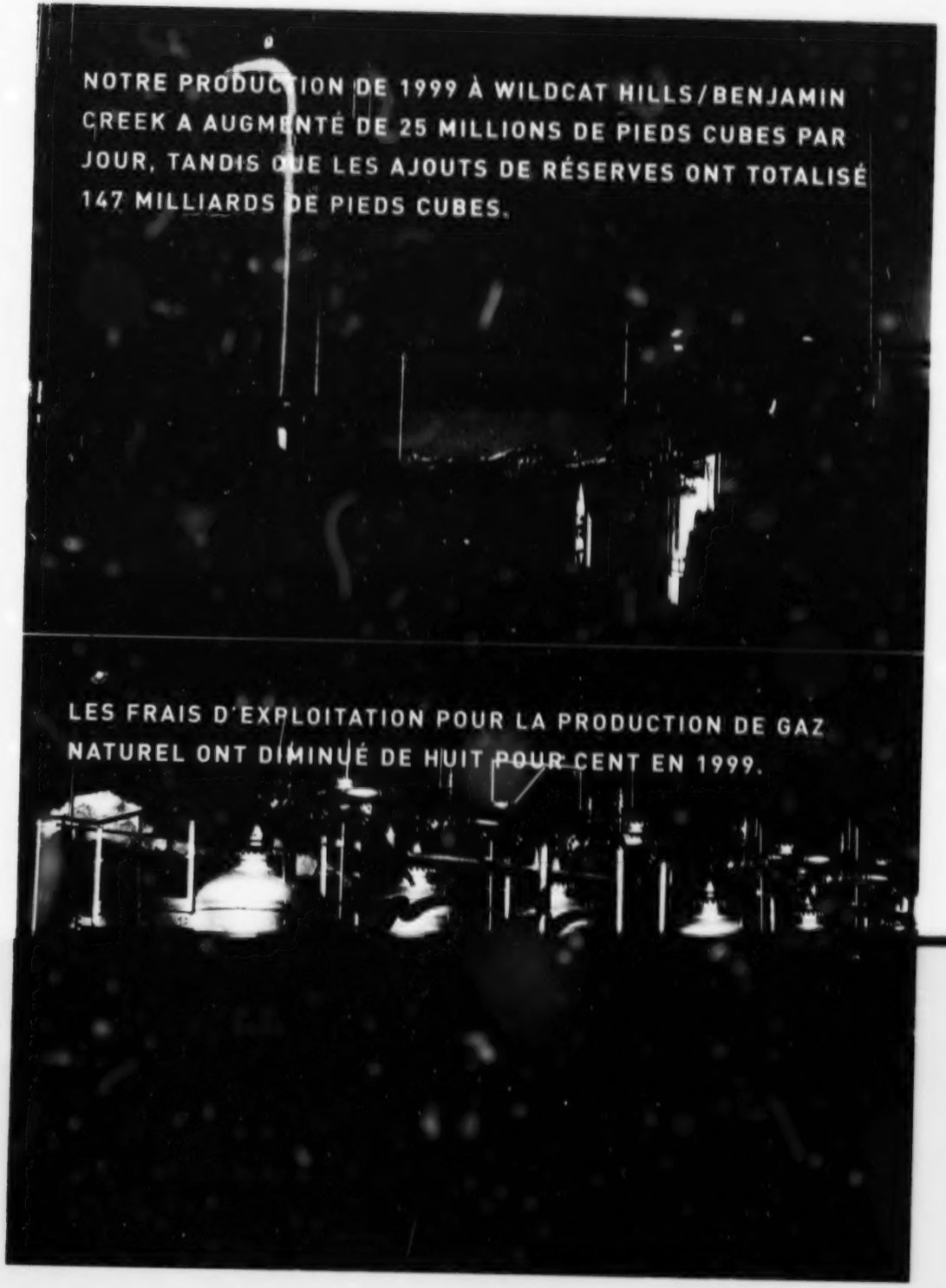


Les pelles hydrauliques (photo du haut) ramassent plus de bitume par pelletée, ce qui fait gagner du temps, économise l'énergie et réduit les coûts; la production *in situ* à MacKay River (photo du bas) pourrait initialement être d'au moins 22 000 barils.



NOUS NOUS APPUYONS SUR NOTRE SUCCÈS DANS LES AVANT-MONTS DE L'ALBERTA ET LE NORD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE.

Dans la région de Wildcat Hills/Benjamin Creek, Petro-Canada a tiré 30 puits de gaz fructueux consécutifs au cours des [illegible] exercices, dont 10 en 1999.



Pour traiter des volumes croissants de gaz, nous avons rempli notre usine à gaz de Wildcat Hills (photos du haut et du bas) à capacité et construit des pipelines vers des usines avoisinantes.